

ORGANISMOS REGULADORES**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA****Resolución de Consejo Directivo con la que se modifican los Procedimientos Técnicos del COES N° 46 “Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” (PR-46) y N° 47 “Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad” (PR-47)****RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 079-2023-OS/CD**

Lima, 17 de mayo de 2023

CONSIDERANDO

Que, en el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció como una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“COES”), el elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinermin para su aprobación;

Que, en el artículo 5.1 del Reglamento del COES, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos, para lo cual según lo dispuesto en su artículo 5.2, debe contar con una guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada por Osinermin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos a seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos, la cual fue modificada posteriormente con Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinermin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad; y, según lo dispuesto en su artículo 7, los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinermin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM del 28 de julio de 2016, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (“Reglamento MME”), en el cual se establecen definiciones, condiciones para ser Participante en el Mercado Mayorista de Electricidad (“MME”), liquidaciones en el MME y constitución de garantías de los Participantes. Este reglamento fue modificado mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM, N° 005-2018-EM y N° 017-2018-EM;

Que, mediante Resolución N° 190-2017-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 46 “Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” (“PR-46”), modificado mediante Resolución N° 092-2019-OS/CD, el cual se aplica para establecer la metodología para el cálculo de las Garantías que deben ser constituidas, la periodicidad de su presentación, las condiciones de su constitución y

realización, los plazos de vigencia y demás obligaciones; así como, las condiciones y términos de constitución del fideicomiso;

Que, por su parte, mediante Resolución N° 202-2017-OS/CD, publicada el 28 de setiembre de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 47 “Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad” (“PR-47”), cuyo objetivo es determinar los montos de las valorizaciones diarias de los Participantes, con el fin de evaluar la cobertura de garantías, de acuerdo a lo previsto en el PR-46;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (“GLOSARIO”);

Que, mediante Carta COES/D-600-2022 del 1 de junio de 2022, el COES remitió su propuesta de modificación del PR-46, del PR-47 y del Glosario, señalando que en los últimos años, producto de la aplicación del PR-46 y PR-47, se han identificado imprecisiones para el caso en que los Participantes Generadores deban constituir garantías a que se refiere el PR-46, así como en la determinación de las valorizaciones diarias de los Participantes Generadores a que se refiere el PR-47; debiendo actualizar a su vez, definiciones del Glosario;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 1199-2022-GRT del 1 de setiembre de 2022, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-46, PR-47 y Glosario, otorgándole un plazo de cuarenta (40) días hábiles para las subsanaciones a dichas observaciones. Dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-953-2022 del 4 de octubre de 2022, el COES remitió a Osinermin la respuesta de las observaciones efectuadas a los proyectos de modificación del PR-46, PR-47 y Glosario;

Que, con Resolución N° 245-2022-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de modificación del PR-46, PR-47 y del Glosario, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 245-2022-OS/CD se otorgó un plazo de veinte (20) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial “El Peruano”, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados dentro del plazo por las empresas Grenergy Perú S.A.C., Engie Energía Perú S.A., Electroperú S.A., Kallpa Generación S.A., Enel Generación Perú S.A.A., Red de Energía del Perú S.A.; así como el COES han sido analizados en el Informe Técnico N° 340-2023-GRT y en el Informe Legal N° 341-2023-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de las modificaciones propuestas, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 340-2023-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 341-2023-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales forman parte de la presente resolución;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinermin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 13-2023, de fecha 16 de mayo de 2023.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-46) aprobado con Resolución N° 190-2017-OS/CD y modificado con Resolución N° 092-2019-OS/CD, conforme a lo consignado en el Anexo 1.

Artículo 2.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 47 "Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-47) aprobado con Resolución N° 202-2017-OS/CD, conforme a lo consignado en el Anexo 2.

Artículo 3.- Modificar el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, conforme a lo consignado en el Anexo 3.

Artículo 4.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial "El Peruano" y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° 340-2023-GRT y el Informe Legal N° 341-2023-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

Anexo 1

Modificaciones del Procedimiento Técnico N° 46 "Garantías y Constitución de Fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-46) aprobado mediante Resolución N° 190-2017-OS/CD y modificado con Resolución N° 092-2019-OS/CD

1. Modificar el numeral 5.2.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"5.2.1 Los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios deberán constituir, actualizar, renovar, y reponer de manera inmediata, sin que sea necesario requerimiento por parte del COES, el Monto de las Garantías en respaldo de sus obligaciones de pago en el MME, de acuerdo con el monto calculado e informado por el COES y sus modificaciones.

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, dentro de un periodo de treinta y seis (36) meses, se le aplicará las mismas reglas de Garantías establecidas para los Participantes Distribuidores y Grandes Usuarios, y para lo cual se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.6 del presente Procedimiento."

2. Redistribución del numeral 5.2.5 del PR-46, conforme a lo siguiente:

"5.2.5 En caso algún Participante Distribuidor o Gran Usuario que fuera exonerado de constituir Garantías debido a que cuenta con calificación de riesgo A (AAA, AA o A) incumpla en un determinado mes sus obligaciones de pago en el MME, se dejará sin efecto la exoneración de constitución de Garantías y se le exigirá dicha Garantía para participar en el MME como a los demás Participantes, independientemente del nivel crediticio que ostente en adelante. Asimismo, deberá previamente acreditar haber efectuado el citado pago adeudado.

5.2.6 Al día siguiente de que el COES haya comunicado al Participante que ha quedado sin efecto la exoneración de constitución de Garantías, el Participante deberá remitir al COES la información necesaria para el cálculo de garantías señalada en el numeral 6.2 del mes en curso y de los dos meses siguientes, para fines de que

el COES calcule el monto de Garantía, el cual deberá ser publicado en su Portal web a más tardar el decimocuarto (14°) día hábil del mes en curso; el Participante deberá haber constituido dicha Garantía a más tardar el día 25 del mes en curso.

La obligación de constituir, actualizar, renovar y/o reponer Garantías, como consecuencia del incumplimiento mencionado en el párrafo anterior, se mantendrá hasta que se cumpla un periodo continuo de treinta y seis (36) meses sin que haya tenido eventos de ejecución de garantías. Transcurrido dicho periodo, se reiniciará el conteo de Incumplimientos de Pago en el MME del Participante conforme a las reglas particulares previstas en el numeral del presente Procedimiento."

3. Incorporar el numeral 6.2.3 referido a Plazos de Entrega de Información del PR-46 conforme a lo siguiente:

"6.2.3 El Participante Generador, cuyas centrales no estén modeladas en el PMPO, entregará la información de la Energía Prevista a Producir el primer día del mes de producción, hasta antes de las 18:00 h, y la información de los Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares el primer día del mes de consumo, hasta antes de las 18:00 h. Para los demás casos, el COES usará la información del PMPO para determinar la información de la Energía Prevista a Producir."

4. Incorporar los numerales 6.3 y 6.3.1 al PR-46 referido a la información remitida fuera del plazo o inconsistente conforme a lo siguiente:

"6.3 Información fuera de plazo o inconsistente

6.3.1 En caso algún Participante no remita la información requerida para el cálculo de las Garantías dentro de los plazos establecidos en el presente procedimiento o esta información mantenga una inconsistencia no subsanada por el Participante, el COES calculará el monto de la garantía con la mejor información disponible."

5. Modificación del numeral 7.2.1.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.1.1 (...)

E0 : Monto por energía para ingresar al MME, en S/. En caso resulte negativo este monto se considerará cero (0).

(...)

Cmgpi,d,b : CMg proyectado para el intervalo "i" en el día "d", obtenido del programa de mediano plazo de operación (PMPO) en la Barra de Transferencia b, en S// kWh. En caso la Barra no esté modelada en el PMPO, se considerará el CMg de la barra eléctricamente más cercana modelada en el PMPO multiplicado por un factor nodal, que será determinado con la metodología indicada en el Anexo 2 del Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo" (PR-07), o el que lo reemplace.

Epi,d,b : Para cada Participante es la Energía Prevista a Retirar en el Intervalo de Mercado "i" en el día "d", en la Barra de Transferencia b, en kWh. En caso de un Participante Generador es la diferencia entre la Energía Prevista a Retirar menos el valor que surge de la diferencia de la Energía Prevista a Producir y los Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares, reflejada en la Barra de Transferencia b.

(...)"

6. Modificación del numeral 7.2.1.2 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.1.2 (...)

VME_m : Sumatoria de las valorizaciones diarias de energía de los diez primeros días obtenidos para el mes "m", determinado conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 47 "Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad" (PR-47). A lo anterior, se le adiciona la Valorización total de la Energía Prevista

a Retirar y de los Consumos Previstos por Servicios Auxiliares menos la Valorización total de la Energía Prevista a Producir hasta fin del mes "m" en S/, calculada considerando la fórmula (1) del numeral 7.2.1.1. En caso VMEm resulte negativo, éste se considerará con valor cero (0).

VMEm+1 : Valorización total de la Energía Prevista a Retirar y de los Consumos Previstos por los Servicios Auxiliares menos la Valorización total de la Energía Prevista a Producir para el mes "m+1" en S/, calculada considerando la fórmula (1) del numeral 7.2.1.1. En caso VMEm+1 resulte negativo, éste se considerará con valor cero (0).
(...)"

7. Modificación del numeral 7.2.4.2 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.4.2 (...)

$$SC_m = VMSC_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Epsc_{m+1}}{Epsc_m} \right) \dots (8)$$

(...)

Epsc+1 : Para el Participante Gran Usuario o el Participante Distribuidor es la Energía Prevista a Retirar el mes siguiente al mes de consumo "m", en kWh. Para el Participante Generador es la Energía Prevista a Producir el mes siguiente al mes de consumo "m" en kWh.

Epsc : Para el Participante Gran Usuario o el Participante Distribuidor es el Retiro del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Retirar desde el día once (11) hasta el último día del mes "m", en kWh. Para el Participante Generador es la producción del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Producir desde el día once (11) hasta el último día del mes "m" en kWh.

(...)"

8. Incorporar los numerales 7.2.4.3 y 7.2.4.4 referido a la determinación del Monto por Servicios Complementarios del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.4.3 Si durante la aplicación del 7.2.4.2, se verifica que Epsc = 0, SCm se calculará mediante la fórmula (10):

$$SC_m = VMSC_{m-1} + VMSC_{m-1} \times \frac{Epsc_{m+1}}{Epsc_{m-1}} \dots (10)$$

Donde:

Epsc-1 : Para el Participante Gran Usuario o el Participante Distribuidor es la Energía Retirada el mes de consumo "m-1", en kWh. Para el Participante Generador es la Energía producida el mes de consumo "m-1" en kWh.

7.2.4.4 Si durante la aplicación del 7.2.4.2 y 7.2.4.3, se verifica que Epsc = 0 y Epsc-1 = 0, SCm se calculará como la suma diaria de los montos calculados conforme al numeral 8.4 del PR-47, considerando Epsc+1"

9. Modificación del numeral 7.2.5.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.5.1 Para ingresar al MME, (IO0) se calcula mediante la fórmula (11).

$$IO_0 = VMIO_0 \times \left(\sum_{t=1}^3 \frac{Ept}{ETpt} \right) \dots (11)$$

(...)"

10. Modificación del numeral 7.2.5.2 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.5.2 A partir del segundo mes del ingreso al MME, (IOm) se calcula mediante las fórmulas (12) y (13).

$$IO_m = VMIO_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Epm+1}{Epm} \right) \dots (12)$$

Siendo A:

$$A = \left(\frac{J}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} VDIO_j \dots (13)$$

(...)

Epm : Para cada Participante es el Retiro del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Retirar desde el día once (11) hasta el último día del mes "m", en kWh."

11. Incorporar los numerales 7.2.5.3 y 7.2.5.4 referido a la determinación de Monto por Inflexibilidades Operativas del PR-46, conforme a lo siguiente:

"7.2.5.3 Si durante la aplicación del 7.2.5.2, se verifica que Epm = 0, IOm se calcula mediante la fórmula (14):

$$IO_m = VMIO_{m-1} + VMIO_{m-1} \times \frac{Epm+1}{Epm-1} \dots (14)$$

Donde:

Epm-1 : Energía Retirada el mes de consumo "m-1", en kWh.

7.2.5.4 Si durante la aplicación del 7.2.5.2 y 7.2.5.3, se verifica que Epm = 0 y Epm-1 = 0, IOm se calculará conforme al numeral 8.4 del PR-47, considerando Epm+1"

12. Modificación del numeral 7.2.6.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.6.1 Para ingresar al MME, (ER0) se calcula mediante la fórmula (15):

$$ER_0 = VMER_0 \times \left(\sum_{t=1}^3 \frac{Ept}{ETpt} \right) \dots (15)$$

(...)"

13. Modificación del numeral 7.2.6.2 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"7.2.6.2 A partir del segundo mes del ingreso al MME, (ERm) se calcula mediante las fórmulas (16) y (17):

$$ER_m = VMER_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Epm+1}{Epm} \right) \dots (16)$$

Siendo A:

$$A = \left(\frac{J}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} VDER_j \dots (17)$$

Epm : Para cada Participante es el Retiro del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Retirar desde el día once (11) hasta el último día del mes "m", en kWh.
(...)"

14. Incorporar los numerales 7.2.6.3 y 7.2.6.4 referido al cálculo del Monto por exceso de consumo de energía reactiva del PR-46, conforme a lo siguiente:

"7.2.6.3 Si durante la aplicación del 7.2.6.2, se verifica que $E_{pm} = 0$, ER_m se calcula mediante la fórmula (18)

$$ER_m = VMER_{m-1} + VMER_{m-1} \times \frac{E_{p_{m+1}}}{E_{p_{m-1}}} \dots (18)$$

Donde:

E_{pm-1} : Energía Retirada el mes de consumo "m-1", en kWh.

7.2.6.4 Si durante la aplicación del 7.2.6.2 y 7.2.6.3, se verifica que $E_{pm} = 0$ y $E_{pm-1} = 0$, ER_m se calculará conforme al numeral 8.4 del PR-47, considerando E_{pm+1} ."

15. Modificación del numeral 8.1.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"8.1.1 La información de Energía Prevista a Retirar, Demanda Coincidente Proyectada, Energía Prevista a Producir y Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares deberán ser alcanzados al COES conforme a los plazos señalados en los numerales 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3."

16. Modificación del numeral 8.2.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"8.2.1 Hasta el primer día hábil de cada mes, los Participantes deben alcanzar al COES la información señalada en los numerales 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3."

17. Modificación del numeral 10.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"10.1 (...)

Los Participantes deberán, sin excepción, mantener vigente su Garantía hasta dos (02) meses después de su retiro (por baja o exclusión) del MME, después de los cuales podrá solicitar a la empresa Fiduciaria la devolución de los saldos de garantía según corresponda."

18. Modificación del numeral 11.1 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"11.1 (...)

El Integrante que comunica el Incumplimiento de Pago en el MME es responsable de la exactitud de la información proporcionada, sobre todo en cuanto a la existencia de la falta de pago y de que la cuantía informada responda únicamente a las obligaciones de pago asumidas por el otro Participante deudor en el último mes de liquidación del MME. Asimismo, es responsable de todas las acciones y consecuencias que se deriven de la comunicación del Incumplimiento de Pago en el MME, liberando de toda responsabilidad al COES. Esta responsabilidad aborda la indemnización que hubiere lugar, al Participante afectado por la imputación del supuesto Incumplimiento de Pago en el MME. Todo Incumplimiento de Pago en el MME deberá ser comunicado al COES por el Integrante afectado, con copia al Participante deudor, hasta las 18:00 horas del primer día hábil del mes siguiente de emitidas las liquidaciones. Los Incumplimientos de Pago en el MME antes mencionados, serán publicados en el portal web del COES como máximo hasta el segundo día hábil del mes siguiente de emitidas las liquidaciones. El integrante que comunicó el Incumplimiento de Pago en el MME podrá desistir del mismo, mediante comunicación firmada por su representante legal, dentro de los tres (03) días hábiles posteriores al segundo día hábil del mes siguiente de emitidas las liquidaciones."

19. Modificación del numeral 11.2.3 del PR-46 conforme a lo siguiente:

"11.2.3 Al término del plazo de desistimiento señalado en el numeral 11.1, en un plazo de un (01) día hábil,

el COES ordenará la ejecución de las Garantías del Participante deudor, mediante carta física firmada por el Director Ejecutivo dirigida a la Empresa Fiduciaria en la que se identifique al deudor, el monto de la Garantía a ejecutar y su distribución entre los Participantes. La Empresa Fiduciaria solicitará/dispondrá la ejecución de la Garantía en un plazo de dos (02) días hábiles luego de recibida la carta física del COES."

20. Incorporar el Anexo 1 al PR-46 conforme a lo siguiente:

"ANEXO 1. APLICACIÓN DEL PR-46

Considerando los siguientes datos de un Participante:

Dato	Valor	Unidad	Definición
$VME_{mi:1}$	140 700	S/	Valorización total de los Retiros menos la Valorización de las Entregas obtenidos en el informe LVTEA del mes anterior al mes de consumo "m".
VME_m	130 000	S/	Sumatoria de las valorizaciones diarias de energía de los diez primeros días obtenidos para el mes "m" con la Valorización total de la Energía Prevista a Retirar y de los Consumos Previstos por Servicios Auxiliares menos la Valorización total de la Energía Prevista a Producir hasta fin del mes "m".
VME_{m+1}	100 000	S/	Valorización total de la Energía Prevista a Retirar y de los Consumos Previstos por Servicios Auxiliares menos la Valorización total de la Energía Prevista a Producir para el mes "m+1"
$VMC_{mi:1}$	260 000	S/	Diferencia del Pago de Capacidad y el Ingreso de Potencia obtenido en el informe LVTP del mes anterior al Mes de consumo "m"
PPM_m	22,16	S/kWh/ mes	Precio Básico de Potencia de Punta actualizado al mes de consumo "m"
DCP_t (pago de capacidad 7.2.2)	17 600	kWh/mes	Demanda Coincidente Proyectada para el mes "t" (22000 kW) – menos la potencia firme remunerable del mes anterior (2860 kW) ajustada por el Margen de Reserva: $22000 - 2860 / (1+0,35) = 17600$
DCP_t (pago de peaje 7.2.3)	22 000	kWh/mes	Demanda Coincidente Proyectada para el mes "t" (22000 kW)
$VMP_{emi:1}$	340 000	S/	Valorización del monto por cargos de Peaje obtenido en el informe LVTP del mes anterior al mes de consumo "m"
Peajem	42,3	S/kWh/ mes	Cargo unitario por conexión al SPT y transmisión al SGT, actualizado al mes de consumo "m"
$VMSC_{mi:1}$	112 000	S/	Valorización por Servicios Complementarios del Participante obtenido del Informe LSCIO del mes anterior al de consumo "m"
$VDSC_j$	2 500	S/	Valorización por Servicios Complementarios del Participante para el día "j" en el mes de consumo "m"
$Epsc_{m+1}$	28 000	MWh	Energía Prevista a Producir el mes siguiente al mes de consumo "m"
$Epsc_m$	20 000	MWh	Producción del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Producir desde el día once (11) hasta el último día del mes "m"

Dato	Valor	Unidad	Definición
VMIO _{m-1}	50 000	S/	Valorización del pago por inflexibilidades operativas obtenido en el informe LSCIO del mes anterior al mes "m"
VDIO _j	1 200	S/	Valorización del pago por inflexibilidades operativas para el día "j" del mes de consumo "m"
Ep _{m+1}	14 500	MWh	Energía Prevista a Retirar el mes siguiente al mes de consumo "m"
Ep _m	19 500	MWh	Retiro del Participante de los diez (10) primeros días del mes "m", más la Energía Prevista a Retirar desde el día once (11) hasta el último día del mes "m"
VMER _{m-1}	2 500	S/	Valorización del pago por exceso de consumo de energía reactiva obtenido en el Informe LSCIO del mes anterior al de consumo "m"
VDER _j	0	S/	Valorización del pago por exceso de consumo de energía reactiva para el día "j" del mes de consumo "m"

Procedemos a calcular los montos de Garantías para un mes que tenga 30 días:

a) Monto por Energía

$$E_m = VME_{m-1} + VME_m + VME_{m+1}$$

$$E_m = 140\,700 + 130\,000 + 100\,000$$

$$E_m = S/ 370\,700$$

b) Monto por Capacidad

$$C_m = VMC_{m-1} + PPM_m \times \sum_{t=2}^3 DCP_t$$

$$C_m = 260\,000 + 22,16 \times \sum_{t=2}^3 17\,600$$

$$C_m = S/ 1\,040\,032$$

c) Monto por Peaje

$$Pe_m = VMPE_{m-1} + Peaje_m \times \sum_{t=2}^3 DCP_t$$

$$Pe_m = 340\,000 + 42,3 \times \sum_{t=2}^3 22\,000$$

$$Pe_m = S/ 2\,201\,200$$

d) Monto por Servicios Complementarios

$$SC_m = VMSC_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Ep_{SC_{m+1}}}{Ep_{SC_m}} \right)$$

$$A = \left(\frac{J}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} VDSC_j$$

$$A = \left(\frac{30}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} 2\,500$$

$$SC_m = 112\,000 + 75\,000 + 75\,000 \times \left(\frac{28\,000}{20\,000} \right)$$

$$SC_m = S/292\,000$$

e) Monto por Inflexibilidades Operativas

$$IO_m = VMIO_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Ep_{m+1}}{Ep_m} \right)$$

$$A = \left(\frac{J}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} VDIO_j$$

$$A = \left(\frac{30}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} 1\,200$$

$$IO_m = 50\,000 + 36\,000 + 36\,000 \times \left(\frac{14\,500}{19\,500} \right)$$

$$IO_m = S/112\,769,23$$

f) Monto por exceso de consumo de energía reactiva

$$ER_m = VMER_{m-1} + A + A \times \left(\frac{Ep_{m+1}}{Ep_m} \right)$$

$$A = \left(\frac{J}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} VDER_j$$

$$A = \left(\frac{30}{10} \right) \times \sum_{j=1}^{10} 0$$

$$ER_m = 2\,500 + 0 + 0 \times \left(\frac{14\,500}{19\,500} \right)$$

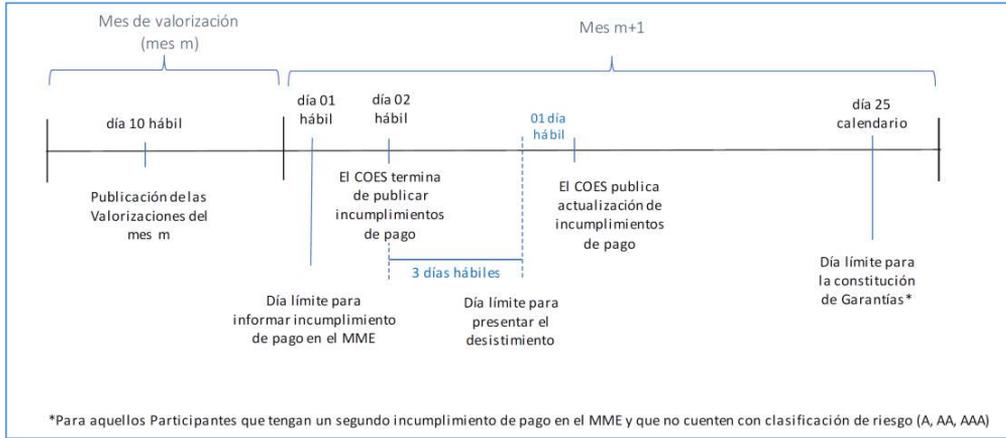
$$ER_m = S/2\,500$$



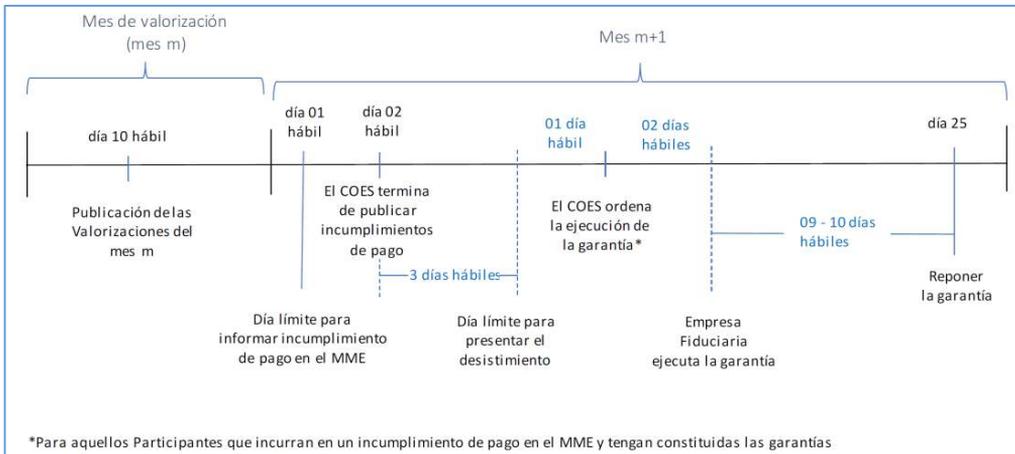
21. Incorporar el Anexo 2 al PR-46 conforme a lo siguiente:

“ANEXO 2. ESQUEMAS DE CONSTITUCIÓN Y EJECUCIÓN DE GARANTÍAS

a) Esquema para Constitución de Garantías para aquellos Participantes que tengan un segundo Incumplimiento de Pago en el MME y que no cuenten con clasificación de riesgo A, AA o AAA.



b) Esquema para Ejecución de Garantías para los Participantes que incurran en Incumplimiento de Pago en el MME y que tengan constituidas garantías.



Anexo 2

Modificaciones del Procedimiento Técnico N° 47 “Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad” (PR-47) aprobado mediante Resolución N° 202-2017-OS/CD

1. Modificación del numeral 4.1 del PR-47 conforme a lo siguiente:

“4.1 Información Prevista: Energía prevista a Retirar por el Participante, determinada conforme se detalla en el numeral 8 del Procedimiento Técnico del COES N° 10 “Liquidación de la Valorización de Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” (PR-10). Asimismo, la Energía Prevista a Producir y Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares correspondientes a los Participantes Generadores cuyas centrales no estén modeladas en el PMPO, para los demás casos, el COES estimará la Energía Prevista a Producir y Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares tomando como base la información del PMPO.”

2. Modificación del numeral 7.2 del PR-47 conforme a lo siguiente:

“7.2 La Información Prevista deberá ser remitida al COES por el Participante hasta antes de las 08:00 horas del día anterior al Día de Valorización, en caso no se comunique dicha información en el plazo señalado se considerará que el Participante, para el cálculo de garantías, no efectuará Retiros, no producirá energía y no efectuará consumos de sus Servicios Auxiliares del MME.”

3. Modificación del numeral 8.1.1 del PR-47 conforme a lo siguiente:

“8.1.1 Es el resultado de la valorización de la Información Prevista para el día en cada Intervalo de Mercado al CMgCP en la Barra de Transferencia. La valorización de la Información Prevista considera la Energía Prevista a Retirar y de los Consumos Previstos por Servicios Auxiliares, a la cual se le resta la valorización de la Energía Prevista a Producir.”

4. Modificación del numeral 8.4.2 del PR-47 conforme a lo siguiente:

“8.4.2 (...)”

$R_{mme,p,i}$: Información Prevista de los Retiros del Participante “P” el día “i”.

(...)

$Rmme_{P,j}$: Información Prevista de los Retiros del Participante "P" para el día "j" previsto en el cálculo de sus garantías.

(...)

5. Incorporar el numeral 8.4.3 referido al cálculo de los Montos por Servicios Complementarios y por Inflexibilidad Operativa del PR-47, conforme a lo siguiente:

"8.4.3 Se determina la fracción de pago mensual ($fpgm_{g_{P,D}}$) correspondiente a cada Participante Generador cuyas centrales tienen la obligación de brindar RPF, de acuerdo con lo estipulado en el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia", considerando la ecuación (2)

$$fpgm_{g_{P,D}} = \frac{Gmme_{P,D}}{\sum_{i=1}^D(Gmme_{P,i}) + \sum_{j=D+1}^m(Gmme_{P,j})} \dots (2)$$

Donde:

$fpgm_{g_{P,D}}$: Fracción de pago mensual del Participante Generador "P" que tiene centrales con obligación de brindar RPF, de acuerdo a lo estipulado en el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia", para el día "D".

D : Día de Valorización.

i, j : Subíndices que representan un día del mes.
m : Número de días del mes.

$Gmme_{P,D}$: Energía Prevista a Producir de las centrales con obligación de brindar RPF del Participante Generador "P" el día "D".

$Gmme_{P,i}$: Energía Prevista a Producir de las centrales con obligación de brindar RPF del Participante Generador "P" el día "i".

$Gmme_{P,j}$: Energía Prevista a Producir de las centrales con obligación de brindar RPF del Participante Generador "P" para el día "j".

Si durante la aplicación de la fórmula (2) para un Participante Generador "P" en el día "D", se obtiene que la suma de los términos $\sum_{i=1}^D(Gmme_{P,i})$ y $\sum_{j=D+1}^m(Gmme_{P,j})$ resulten 0, entonces se considerará el factor $fpgm_{g_{P,D}}$ igual a 0."

6. Modificación del numeral 8.4.3 del PR-47 (ahora numeral 8.4.4) conforme a lo siguiente:

"8.4.4 Montos por Servicios Complementarios y por Inflexibilidad Operativa correspondiente al Día de Valorización, exceptuando los costos de energía reactiva, atribuible al Participante se determina según las ecuaciones (3) y (4), respectivamente:

$$PAGOio_P = fpgm_{P,D} \times MCio + PDio_P \dots (3)$$

$$PAGOsc_P = fpgm_{g_{P,D}} \times MCsc_P + PDsc_P \dots (4)$$

(...)

$fpgm_{g_{P,D}}$: Es la fracción de pago mensual del Participante "P" que tenga centrales con obligación a brindar el servicio de RPF para el día "D".

$MCio$: Monto total diario por Inflexibilidad Operativa cuyo cálculo según los procedimientos correspondientes, solo puede realizarse en periodos mensuales.

$MCsc_P$: Monto total mensual del Participante "P" por Servicios Complementarios cuyo cálculo según los procedimientos correspondientes, solo puede realizarse en periodos mensuales, no incluyen los costos de energía reactiva. Corresponde al Servicio de RPF.

$PDio_P$: Pago diario del Participante "P" por Inflexibilidad Operativa, cuyo cálculo según los procedimientos correspondientes pueden realizarse en periodos diarios.

$PDsc_P$: Pago diario del Participante "P" por Servicios Complementarios, cuyo cálculo según los procedimientos

correspondientes pueden realizarse en periodos diarios. Corresponde al Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia."

7. Incorporar el Anexo 1 al PR-47 conforme a lo siguiente:

"ANEXO 1. APLICACIÓN DEL PR-47

Considerando los siguientes datos de un Participante Generador

Dato	Valor	Unidad	Definición
$fpgm_{PD}$	0,071	--	Fracción de pago mensual del Participante
$MCio$	170 000	S/	Monto total diario por Inflexibilidades Operativas.
$PDio_P$	0,00	S/	Pago diario del Participante "P" por Inflexibilidades Operativas
$MCscp$	2 000 000	S/	Monto total mensual por pagar correspondiente al servicio de RPF por todas las centrales con obligación de brindar el servicio
$PDscP$	200,79	S/	Pago diario por el servicio de RSF del Participante
$Fpgm_{gP,D}$	0,002	--	Fracción de pago mensual del Participante que tenga centrales con obligación de brindar el servicio de RPF
$AporteAd$	2 000	S/	Aporte adicional para el pago por los costos de energía reactiva
$AporteAd_{P,n}$	0,00	S/	Aporte adicional atribuible al Participante

Procedemos a calcular las valorizaciones Diarias:

a) Monto por Servicios Complementarios

$$PAGOsc_P = fpgm_{g_{P,D}} \times MCscp + PDscp$$

$$PAGOsc_P = 0,002 \times 2\,000\,000 + 200,79$$

$$PAGOsc_P = S/ 4\,200,79$$

b) Monto por Inflexibilidades Operativas

$$PAGOio_P = fpgm_{P,D} \times MCio + PDio_P$$

$$PAGOio_P = 0,071 \times 170\,000 + 0$$

$$PAGOio_P = S/ 12\,070$$

c) Monto por exceso de consumo de energía reactiva

$$AporteAd_{P,D} = fpgm_{P,D} \times AporteAd - \sum_{n=1}^{D-1} AporteAd_{P,n}$$

$$AporteAd_{P,D} = 0,071 \times 2\,000 - 0$$

$$AporteAd_{P,D} = S/ 142$$

"

Anexo 3

Modificaciones del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (GLOSARIO) aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VM

1. Modificar la definición de "Demanda Coincidente Proyectada" del GLOSARIO conforme a lo siguiente:

"**Demanda Coincidente Proyectada:** Potencia prevista a consumir del MME por un Participante. El consumo se efectuaría durante el intervalo de punta del mes previsto por el Participante."

2. Incorporar la definición de “Energía Prevista a Producir” al GLOSARIO conforme a lo siguiente:

“Energía Prevista a Producir: Producción de energía activa prevista en borses de la Unidad de Generación del Participante Generador por Intervalo de Mercado.”

3. Incorporar la definición de “Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares” al GLOSARIO conforme a lo siguiente:

“Consumos Previstos por sus Servicios Auxiliares: Consumo de energía activa prevista para los Servicios Auxiliares de las Unidades de Generación del Participante Generador por Intervalo de Mercado. No se consideran los consumos para Servicios Auxiliares que son suministrados por otro Agente.”

2178803-1

Resolución de Consejo Directivo que aprueba los costos administrativos incurridos por la empresa Contugas S.A.C. con motivo de la implementación del FISE en el marco del Programa de Promoción de Nuevos Suministros Residenciales de Gas Natural del periodo comprendido entre el 01 de octubre de 2017 hasta el 30 de noviembre de 2021

RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 081-2023-OS/CD

Lima, 17 de mayo de 2023

VISTOS:

El Informe Técnico N° 330-2023-GRT elaborado por la División de Gas Natural y el Informe Legal N° 331-2023-GRT elaborado por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin.

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo previsto en el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (en adelante “FISE”) se destinarán para la masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de consumidores regulados, sistemas o medios de distribución o transporte, y conversiones vehiculares, todo de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”);

Que, conforme con el numeral 16.2 del artículo 16 del Reglamento de la Ley N° 29852, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM (en adelante “Reglamento FISE”), los costos administrativos en los que incurran las Distribuidoras de Gas Natural por Red de Ductos para la implementación del FISE serán establecidos por Osinergmin y reembolsados por el Administrador;

Que, mediante Resoluciones Ministeriales N° 549-2016-MEM-DM, 021-2018-MEM/DM, 033-2019-MEM/DM, 007-2020-MEM/DM y 037-2021-MINEM/DM y modificatorias, el Minem aprobó el Programa Anual de Promociones del año 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021, respectivamente, en los cuales se incluyó el Programa de Promoción de nuevos suministros residenciales en el área de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, el FISE financiará el costo del Servicio Integral de Instalación Interna, el costo del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida a hogares de estratos Medio,

Medio Bajo y Bajo, según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar elaborado por el INEI;

Que, con Decreto Supremo N° 004-2021-EM, publicado el 26 de febrero de 2021, se modificó el Reglamento FISE, disponiéndose que el FISE puede financiar, individual o conjuntamente, una parte o la totalidad del derecho de conexión, la acometida, el servicio integral de instalación interna, la línea montante o matriz y sistema de regulación, entre otros aspectos, que se incluyen en el Programa Anual de Promociones;

Que, además a través de dicha modificación, en el numeral 16.2 del artículo 16 del Reglamento FISE se dispuso que únicamente las actividades de recaudación serán definidas por el Administrador, que los costos resultantes no se consideran en el cálculo tarifario y que como parte de las actividades de recaudación, el Administrador puede incluir la recaudación del financiamiento de gasodomésticos e infraestructura necesaria para el uso del gas natural que realicen las empresas instaladoras que hayan suscrito convenio para la prestación del Servicio Integral de Instalación Interna, previo cumplimiento de requisitos y procedimientos establecidos por el Administrador;

Que, mediante Carta GFA-0015-2022, recibida el 02 de febrero de 2022, la empresa concesionaria Contugas S.A.C. (en adelante “Contugas”) solicitó a Osinergmin el reconocimiento de los costos administrativos incurridos en el Programa de Promoción de Nuevos Suministros Residenciales de Gas Natural (en adelante “Programa Bonogas”) del FISE por el periodo de octubre 2017 a noviembre 2021; sobre lo cual Osinergmin le indicó que, conforme al artículo 16.2 del Reglamento FISE, el Concesionario debe solicitar al Minem la aprobación de las actividades relacionadas con los costos administrativos que estarían autorizadas a cobrar por la implementación del Programa Bonogas;

Que, posteriormente, a través del Oficio N° 0310-2023/MINEM-DGH-FISE, recibido el 16 de marzo de 2023, el Minem comunicó a Osinergmin las actividades de recaudación realizadas por las Distribuidoras de Gas Natural, cuyos costos podrían ser establecidos por Osinergmin y posteriormente reembolsados por el Administrador del FISE; en virtud de lo cual, Osinergmin solicitó a Contugas remitir su solicitud de acuerdo a las actividades de recaudación establecidas por el Minem o en su defecto confirmar su solicitud recibida con Carta GFA-0015-2022;

Que, mediante Carta GFA-0062-2023, recibida el 19 de abril de 2023, Contugas precisó que las actividades relacionadas con los costos administrativos que estarían autorizados a cobrar por la implementación del Programa Bonogas se encuentran alineados con las actividades descritas y definidas por el Minem, por lo que solicitó se proceda con el reconocimiento de los costos administrativos incurridos para la implementación de dicho programa;

Que, con la finalidad de cumplir con el encargo contenido en el numeral 16.2 del artículo 16 del Reglamento FISE y en atención a la solicitud presentada por Contugas con Cartas GFA-0015-2022 y GFA-0062-2023, corresponde a Osinergmin reconocer los costos administrativos incurridos con motivo de la implementación del Programa Bonogas en la Concesión de Ica para el periodo comprendido entre el 01 de octubre de 2017 hasta el 30 de noviembre de 2021;

Que, en el periodo comprendido entre el 01 de octubre de 2017 hasta el 30 de noviembre de 2021 se beneficiaron a 15 890 consumidores mediante el Programa Bonogas en la Concesión de Ica. En ese contexto, conforme se detalla en el Informe Técnico N° 330-2023-GRT, el reconocimiento de los costos administrativos se realiza con base en los niveles salariales estándar y parámetros comerciales empleados en el proceso regulatorio de fijación de tarifas de distribución de gas natural de Ica para el periodo 2022-2026;

Que, dado el alcance particular de la presente resolución, no resultan aplicables las disposiciones de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, y del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de proyectos normativos y difusión de normas legales de carácter general, aprobado con